

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности технологии подготовки нефти на установке подготовки нефти Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область) УДК 622.276.8-027.236(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Кузьминых Артем Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Юрий Митрофанович	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Кузьминых Артему Сергеевичу

Тема работы:

Анализ эффективности технологии подготовки нефти на установке подготовки нефти Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2021 №110-31/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Влияние факторов на процесс сепарации нефти от газа 2. Характеристика нефтяного газа как энергетического топлива 3. Объект и методы исследования 4. Анализ технологии подготовки нефти 5. Результаты исследования 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Актуальность, цель, задачи исследования 2. Объект и методы исследования 3. Технологическая схема подготовки нефти на

	УПН 4. Расчет метанового числа газа 5. Результаты исследования влияния условий сепарации на качество и свойства нефти и газа
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Федорчук Юрий Митрофанович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б73Т	Кузьминых Артем Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Кузьминых Артему Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – 927 755,7 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 103 134,2 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием предприятия
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Тарифы страховых взносов: ПФР – 22%, ФСС – 2,9%, ФФОМС – 5,1% Взносы на травматизм – 0,2% Итого: 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1.1 Потенциальные потребители результатов исследования 1.2 Анализ конкурентных технических решений 1.3 Технология QuaD 1.4 SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2.1 Структура работ в рамках научного исследования 2.2 Определение трудоемкости 2.3 Бюджет научно-технического исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Карта сегментирования
- Матрица SWOT
- График проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Кузьминых Артем Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Кузьминых Артему Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности технологии подготовки нефти на установке подготовки нефти Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Установка подготовки нефти Герасимовского месторождения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные 1.2. Анализ выявленных опасных факторов : <ul style="list-style-type: none"> • Термические источники опасности • Пожаробезопасности 	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • Недостаточная освещенность; • Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; • Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • ЭМИ, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Поражение электрическим током; Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности 	Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов) и способы их утилизации;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы

	производства в том и другом случае.
4. Перечень нормативно-технической документации.	– ГОСТы, СанПиНы, СНиПы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Кузьминых Артем Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 с., 23 рис., 27 табл., 20 источников.

Ключевые слова: АНАЛИЗ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС, СЕПАРАЦИЯ, ПОДГОТОВКА, НЕФТЬ, ГАЗ, ОБВОДНЁННОСТЬ, ЭМУЛЬСИЯ, ТОПЛИВО, МЕТАНОВОЕ ЧИСЛО, UNISIM DESIGN, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЗАВИСИМОСТЬ, ДНП НЕФТИ.

Объектом исследования является установка подготовки нефти Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – повышение качества нефтяного газа как топлива для ГПЭС.

В работе с помощью программы UniSim проведено моделирование схемы подготовки нефти. В процессе исследования влияния технологических параметров первой ступени сепарации нефти на качество отсепарированного газа установлено, что при изменении давления и температуры первой ступени сепарации можно добиться повышения метанового числа на 8 пунктов.

Представлены зависимости метанового числа газа и ДНП товарной нефти от давления и температуры на первой ступени сепарации. Установлен рост ДНП товарной нефти от 22,19 до 55,82 кПа при повышении метанового числа газа. Но при этом показатель не превышал требования ГОСТа Р 51858 в 66,7 кПа.

Таким образом, регулируя условия сепарации нефти, можно повысить качество газа, как топлива для газопоршневой электростанции, тем самым увеличив ресурс работы агрегатов.

Практическая значимость: результаты работы могут быть использованы при выборе технологического режима первой ступени сепарации на Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

УПН – установка подготовки нефти;

СИКН – система измерения и контроля качества нефти;

БН-5,4 – блок нагрева нефти;

ПБТ – подогреватель блочный с промежуточным теплоносителем;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

УБС – установка блочная сепарационная;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

ГС – газовый сепаратор;

ВГС – вертикальный газовый сепаратор;

КС – конденсатосборник;

ОГ –отстойник горизонтальный;

БРХ – юлок распределения химического реагента;

БДР – блок дозирования реагента

ЕП – емкость подземная;

УПОГ – установка предварительного отбора газа;

ЦНС – центробежный насос секционный;

ГПЭС – газопоршневая электростанция;

ФВД – факел высокого давления;

ФНД – факел низкого давления;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

НСЖ – нефтесодержащая жидкость;

ГРП – газораспределительный пункт;

АРМ – Автоматизированное рабочее место;

АСУ ТП – Автоматизированная система управления технологическим процессом;

ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов;

ЕП – ёмкость подземная;

НТИ – научно-техническое исследование.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	12
1 Влияние факторов на процесс сепарации нефти от газа	15
2 Характеристика нефтяного газа как энергетического топлива	17
3 Объект и методы исследования.....	19
3.1 Геологическая характеристика месторождения.....	19
3.2 Характеристика установки подготовки нефти	20
3.3 Характеристика оборудования для сепарации газа и отделения воды	21
3.4 Характеристика сырья	26
3.5 Моделирующая программа <i>UniSim Design</i> и методика расчета метанового числа газа	31
4 Анализ технологии подготовки нефти.....	35
4.1 Технология подготовки нефти	35
4.2 Управление технологическим процессом	39
4.3 Построение моделирующей схемы установки подготовки нефти.....	40
4.4 Расчёт метанового числа нефтяного газа первой ступени сепарации	43
5 Анализ влияния условий сепарации газа на качество нефти.....	45
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 49	49
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	49
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	49
6.1.2 Анализ конкурентных технических решений	50
6.1.3 Технология QuaD.....	52
6.1.4 SWOT-анализ	53
6.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	55
6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	55
6.2.2 Определение трудоемкости	55
6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	57
6.2.4 Бюджет научно-технического исследования.....	58
6.2.4.1 Расчет материальных затрат.....	59
6.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	60
6.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	60
6.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	63
6.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды	64
6.2.4.6 Накладные расходы	65

6.2.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта....	65
6.3 <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>67</i>
7 Социальная ответственность	70
7.1 <i>Производственная безопасность.....</i>	<i>70</i>
7.1.1 Недостаточная освещенность.....	70
7.1.2 Отклонение показателей микроклимата в помещении.....	71
7.1.3 Превышение уровней шума.....	72
7.1.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений	73
7.1.5 Поражение электрическим током	75
7.2 <i>Пожарная опасность</i>	<i>77</i>
7.3 <i>Экологическая безопасность</i>	<i>79</i>
7.4 <i>Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....</i>	<i>80</i>
Заключение	83
Список использованных источников.....	85

Введение

Объекты добычи, транспортировки и обработки скважинной продукции включают в себя технологическое оборудование от устья скважины до ЦПС. Необходимое для этого оборудование обычно включает в себя следующие типы установок:

- выкидные линии
- узлы ввода реагентов, замерные установки
- внутрипромысловые трубопроводы
- ДНС, УПСВ, МПС
- Установка подготовки нефти.

Процесс отделения от нефти легких углеводородов и сопутствующих газов называется сепарацией. Сепарация происходит при снижении давления и повышении температуры, а также вследствие молекулярной диффузии углеводородных и других компонентов, содержащихся в нефти, в пространство с их меньшей концентрацией, находящееся над нефтью. Процесс сепарации газа имеет место на всем пути движения нефти от скважины до газосепаратора, в резервуарах на промысле и за его пределами, а также при транспорте нефти [1].

В процессе добычи нефти и транспорта ее до УПН и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере понижения давления в системе возрастает и как правило в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Вследствие этого при невысоком давлении их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразным.

Попутные нефтяные газы находятся в залежах вместе с нефтью. При извлечении нефти на поверхность газы вследствие резкого падения давления отделяются от нее. Раньше попутные газы не находили применения и при добыче нефти сжигались факельным способом. В настоящее время их

улавливают и используют как топливо и ценное химическое сырье. В попутных газах содержится меньше метана, чем в природном газе, но больше этана, пропана, бутана и высших углеводородов. Кроме того, в них присутствуют в основном те же примеси, что и в природном газе: H_2S , N_2 , благородные газы, пары H_2O , CO_2 . Из попутных газов извлекают индивидуальные углеводороды (этан, пропан, бутан и т.д.), их переработка позволяет получать путем дегидрирования непредельные углеводороды – пропилен, бутилен, бутадиен, из которых затем синтезируют каучуки и пластмассы. Смесь пропана и бутана (сжиженный газ) применяют как бытовое топливо. Газовый бензин (смесь пентана с гексаном) применяют как добавку к бензину для лучшего воспламенения горючего при запуске двигателя. Окислением углеводородов получают органические кислоты, спирты и другие продукты [2].

Еще в прошлом десятилетии группа КРЕОН первой обратила внимание государственных органов на проблему нерационального использования попутного газа. В 2007 г аналитические материалы группы были использованы при подготовке послания Федеральному Собранию Президента РФ, в котором был сделан акцент на данной проблеме, что впоследствии способствовало принятию закона, требующего, чтобы все нефтяные компании к 2012 году обеспечили 95% полезной утилизации попутного нефтяного газа на всех своих месторождениях.

С вступлением в силу Постановления Правительства РФ №1148 от 08.11.2012 г «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» ситуация начала меняться. В результате введения нормативного показателя сжигания ПНГ в размере, не превышающим 5% от извлекаемого объёма газа и значительного повышения штрафов за сверхнормативное сжигание ПНГ на факелах, а также увеличением повышающих коэффициентов в последующие годы, нефтяные компании всерьёз занялись проблемой рационального использования ПНГ.

Больше половины суммарной добычи ПНГ среди компаний приходится на НК Роснефть. Среднемесячное извлечение ПНГ госкомпании составляет 2,9 м³ миллиардов [3].

Всего в мире добывается 4220,6 миллионов тонн нефти . Из них на страны ОПЕК приходится 1729,6 миллионов тонн, в ЕС добыча составляет 67 миллион тонн. Россия - 534,1 миллион. тонн в год – 12,7 % от мировой добычи нефти [4].

Цель данной работы – повышение качества нефтяного газа как топлива для ГПЭС. Также в работе поставлены следующие задачи:

- изучить теорию, технологию и технику отделения газа от нефти
- изучить технологию подготовки нефти на месторождении Герасимовское
- рассчитать метановое число нефтяного газа в зависимости от условий сепарации
- установить зависимость качества нефти от условий сепарации
- оценить технологическую и экономическую эффективность технологии

1 Влияние факторов на процесс сепарации нефти от газа

При рассмотрении влияния различных параметров на сепарацию выделяют два основных показателя:

Полноту извлечения газа из нефти и унос капелек нефти вместе с газом. Эти показатели зависят от числа ступеней сепарации, давления по ступеням сепарации, температуры и объёма поступающей нефтегазовой смеси, а также от конструкции сепараторов [3].

Повышение давления в сепараторе приводит к уменьшению рабочего газового фактора, плотности, молекулярного веса и теплоты сгорания выделяющегося газа, а также к уменьшению содержания в нём тяжёлых углеводородов. Нефть при этом становится менее плотной и вязкой, увеличивается в ней содержание лёгких углеводородов, которые улетучиваются при снижении давления до атмосферного.

Состав отсепарированного газа в зависимости от давления меняется следующим образом: при увеличении давления в сепараторе уменьшается содержание пропана, бутанов и пентанов плюс высшие, увеличивается содержание метана.

Существенное влияние на количество и состав выделяющегося газа оказывает температура сепарации. С повышением температуры увеличивается количество выделяющегося газа, а также содержание в нём тяжёлых углеводородов. При изменении режима сепарации на практике, как правило, температуру нефтегазовой смеси искусственно не меняют. Поэтому влияние температуры на процесс сепарации связано с изменением температуры окружающей среды и дебитом скважины [5].

Влияние изменения расхода особенно заметно при сепарации в вертикальных гравитационных сепараторах. Увеличение производительности по нефти приводит к редкому возрастанию уноса газа вместе с нефтью. Количество уносимого газа тем больше, чем выше скорость движения нефти. При сепарации больших количеств газонефтяной смеси приходится

увеличивать число сепараторов с тем, чтобы добиться оптимальной производительности каждого из них [6].

Величина газового фактора сепарируемой нефти оказывает такое же влияние на качество сепарации, как и производительность. С увеличением газового фактора повышается унос газа вместе с нефтью при неизменной производительности сепаратора. Поэтому сепарация нефтей с большими газовыми факторами в вертикальных гравитационных сепараторах связана с потерями лёгких углеводородов даже при небольших расходах газонефтяной смеси [6].

2 Характеристика нефтяного газа как энергетического топлива

Один из наиболее экономически рентабельных методов использования ПНГ – использование его как топлива для электростанций. При требуемом составе газа эффективность метода очень большая. По данным разработчиков, работающая на попутном газе электростанция с утилизацией тепла (кпд учётной стоимости 300 руб. за 1000м³), окупается за 3–4 года.

Выбор электростанций на рынке очень большой. Для большинства конструкций имеется возможность работы на ШФЛУ и попутном газе (определенного состава). Также почти всегда есть возможность утилизации тепла выхлопных газов в систему теплоснабжения промысла [7].

Согласно расчётам, стоимость 1 кВтч электроэнергии для ГТУ «Пермских моторов» составляет 52 коп., а для импортного агрегата на основе поршневого двигателя «Катерпиллер»–38 коп. Например, типичная стоимость дизельной электростанции зарубежного производства мощностью 1,5 МВт по прайс-листу дилера составляет €340 тысяч. Однако установка на промысле энергоблока такой же мощности с инфраструктурой и работающего на подготовленном газе требует капитальных вложений в \$1,85–2,0 млн. При этом себестоимость 1 кВтч при цене газа 294 руб./тыс. м³ и расходе 451–580 м³/тыс. кВтч составит уже 1,08–1,21 руб., что превышает текущий тариф 1,003 руб./кВтч. При повышении действующего тарифа до 2,5 руб./кВтч и сохранении цены газа на сегодняшнем уровне дисконтированный срок окупаемости 8–10 лет [8].

Сейчас всё чаще газопоршневые электростанции используют в качестве топлива нефтяной газ. Для этого в большинстве случаев используется газ первой ступени сепарации. Эксплуатация при данном методе показывает, что в некоторых случаях стабильная работа электрической установки наблюдается при пониженной мощности (60–70% номинальной). При показателях, близких к номинальным, происходит детонация, приводящая к остановке ГПЭС. Детонация, это режим горения, при котором по веществу распространяется

ударная волна, инициирующая химические реакции горения, в свою очередь, поддерживающие движение ударной волны за счёт выделяющегося в экзотермических реакциях тепла. Комплекс, состоящий из ударной волны и зоны экзотермических химических реакций за ней, распространяется по веществу со сверхзвуковой скоростью и называется детонационной волной. Фронт детонационной волны, это поверхность гидродинамического нормального разрыва. Детонация объясняется тем, что газ не соответствует требуемым показателям качества [7].

Две категории показателя качества: 1) зависящие от термобарических условий сепарации (содержание метана, влаги, метановое число, низшая теплота сгорания, плотность); 2) зависящие от качества сепарации нефти и очистки газа (содержание капельной жидкости и механических примесей).

Производитель ГПЭС задаёт требования к качеству газа. Они могут различаться, в зависимости от агрегата. Типичные требования к показателям качества газа:

Минимальное молярное содержание метана, % – 70

Минимальный метановый индекс – 52

Низшая теплотворная способность, МДж/м³ – 30–36

Плотность газа, кг/м³ – 0,7–1,2 [8]

Метановый индекс (метановое число, индекс детонации) – это показатель, характеризующий способность газа гореть без детонации. Оно соответствует объёмному содержанию метана в смеси метана и водорода, которая начинает детонировать при такой же сжатии, что и проверяемый газ [8].

3 Объект и методы исследования

3.1 Геологическая характеристика месторождения

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

3.2 Характеристика установки подготовки нефти

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

3.3 Характеристика оборудования для сепарации газа и отделения воды

В установках подготовки нефти наиболее распространены горизонтальные сепараторы. Их устанавливают, как на первых, так и на конечных ступенях сепарации. Эти сепараторы предназначены для разделения газожидкостной смеси с высоким содержанием жидкости или для разделения жидкостей, склонных к пенообразованию.

Работа сепаратора любого типа, устанавливаемого на нефтяном месторождении, характеризуется двумя основными показателями: количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции, и количеством пузырьков газа, уносимых потоком нефти из секции сбора нефти. Чем меньше эти показатели, тем лучше работает сепаратор.

В зависимости от вида обрабатываемой продукции сепараторы делятся на:

- газонефтяные (применяют для разделения нефти и нефтяного газа);
- газовые (для очистки газа от капель жидкости);
- трёхфазные (для отделения нефти от пластовой воды и нефтяного газа) [11].

Основной процесс в нефтегазовом сепараторе - отделение свободного газа и выделение из нефти окклюдированного газа.

В сепараторе любого типа различают четыре секции.

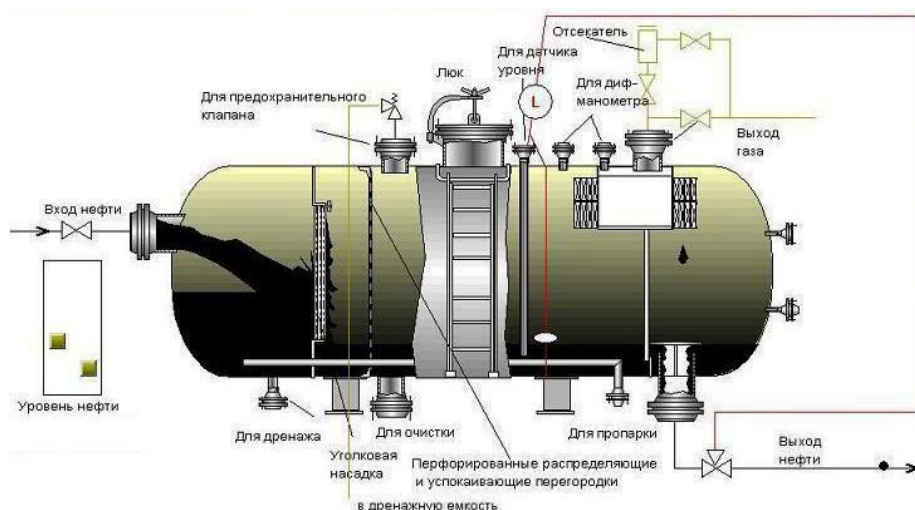


Рисунок 3.1 – Нефтегазовый сепаратор [11]

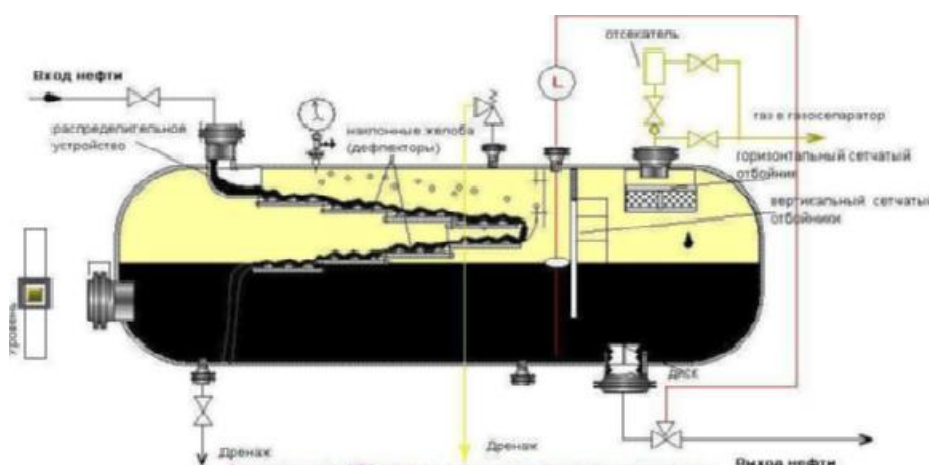


Рисунок 3.2 – Нефтегазовый сепаратор [11]

НГС (рисунок 3.1 и 3.2) состоит из горизонтальной емкости, оснащенной патрубками для входа продукции, для выхода нефти и газа. Внутри емкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство и наклонные желоба (дефлекторы). Возле патрубка, через который выходит газ, установлены горизонтальный и вертикальный сетчатые отбойники из вязаной проволоки. Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Выделившийся в сепараторе газ через патрубок, задвижку и регулирующий клапан поступает в газосборную сеть. Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через выходной

патрубок направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск [11].

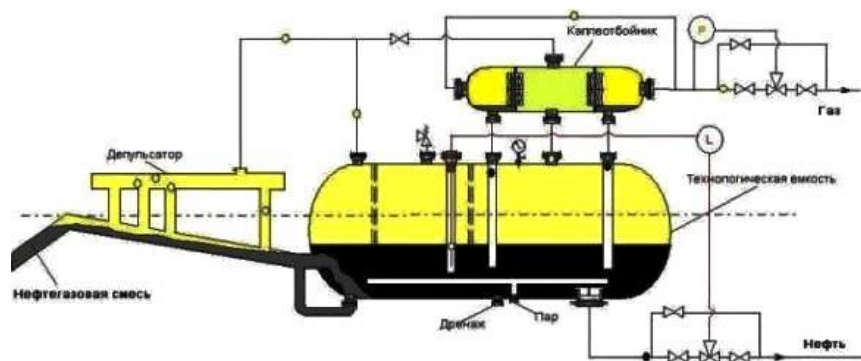


Рисунок 3.3 – Установка блочная сепарационная [11]

Сепарация на установке УБС (рисунок 3.3) разделяется на следующие стадии: предварительное разделение и расслоение газожидкостной смеси в конечном участке системы сбора и в депульсаторе; окончательное разделение жидкости и газа, в сепарационной емкости; очистка газа от капельной жидкости в сепарационной емкости или в отдельном выносном аппарате — каплеотбойнике.

Продукция скважин по нефтегазосборному коллектору поступает перед сепаратором на конечный участок трубопровода, диаметр которого выбирается из расчета разрушения пробковой структуры, сглаживания пульсаций расхода и давления.

Из участка трубопровода А нефтегазовый поток поступает в депульсатор, который состоит из восходящего участка и наклонного в сторону ввода жидкости в сепарационную емкость. На этом участке наклонного трубопровода монтируется газоотводящий коллектор для отбора отделившегося газа и подачи его в каплеотбойник или в газовое пространство сепарационной емкости [11].

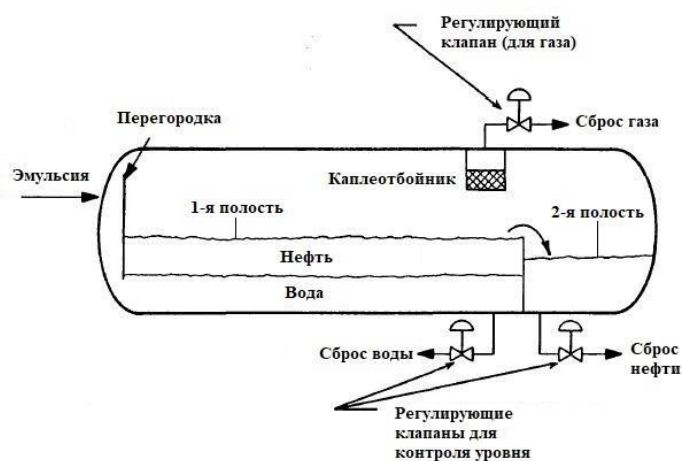


Рисунок 3.4 – Трёхфазный сепаратор [11]

Сепараторы типа НГСВ изготавливаются в горизонтальном исполнении и представляют собой цилиндрическую емкость, внутри которой находятся отсеки, разделенные перегородками, пеногасящая насадка, струйный каплеотборник для очистки газа и переливная перегородка. Каждая перегородка представляет собой просечно-вытяжной лист. В каждом отсеке происходит поэтапная сепарация добытой сырой нефти.

В корпусе сепаратора НГСВ размещаются люк, входные и выходные штуцеры и патрубки, в которые устанавливается технологическое оборудование - контрольно-измерительные приборы, предохранительная и запорная арматура [11].

Принцип работы нефтегазосепараторов НГСВ

Сырая нефть поступает в сепаратор через входной штуцер. Сразу на входе происходит первичное выделение свободного газа, который концентрируется в верхней части емкости. Перед выходом через выходной патрубок, находящийся в верхней части корпуса, попутный нефтяной газ проходит через устройство улавливания капельной жидкости.

Жидкость, прошедшая процесс дегазации, проходит отсек коалесценции с равномерным распределением потока по всему объему сепаратора. Благодаря разности веса и плотности нефть и вода разделяются. Вода при этом опускается

в нижнюю часть сепаратора с последующим сбрасыванием через выходной штуцер воды.

Обезвоженная нефть проходит через переливную перегородку и скапливается в камере сбора нефти в нижней части корпуса. Откачка обезвоженной и дегазированной нефти осуществляется при помощи насоса. В каждом отсеке имеется уровнемер, который измеряет уровень жидкости и уровень раздела фаз. Регулирующие клапаны позволяют поддерживать уровень на заданном уровне [11].

Устройство, назначение, основные характеристики и принципиальная схема обвязки отстойника нефти

Отстойник выполнен в моноблоке и состоит из блока отстоя, площадки обслуживания, запорно-регулирующей арматуры и системы контроля и управления.

Отстойник представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость (рисунок 3.5). Нефтяная эмульсия поступает в маточник входа эмульсии, который имеет отверстия для распределения эмульсии. Из отверстий маточника нефть вытекает тонкими струйками под уровень пластовой воды в отстойнике.

Благодаря такой конструкции нефть приобретает вертикальное движение по значительной площади аппарата. Обезвоженная нефть всплывает вверх и попадает в сборник нефти, расположенный в верхней части отстойника и через штуцер выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода поступает в правую часть отстойника и через штуцер с помощью поплавкового регулятора межфазного уровня сбрасывается в систему подготовки промышленных сточных вод.

Отстойник поставляется комплектно с контрольно - измерительными приборами, позволяющими осуществлять автоматическое регулирование

уровней раздела "нефть - пластовая вода" в отсеках, а также местный контроль за давлением среды в аппарате [11].

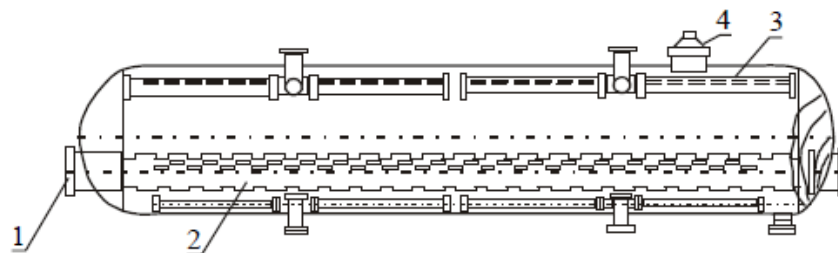


Рисунок 3.5 – Технологическая схема аппарата для предварительного разделения нефти и пластовой воды [11]

1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – распределитель эмульсии: труба 700мм, 64 ряда отверстий, в ряду – 285 отверстий, продольный вырез: ширина – 6мм, длина – 60мм; 3 – трубы для вывода обезвоженной нефти; 4 – вывод газа

3.4 Характеристика сырья

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

3.5 Моделирующая программа UniSimDesign и методика расчета метанового числа газа

Решение для моделирования технологического процесса UniSim® Design Suite компании Honeywell представляет собой уникальный инструмент, необходимый инженерам для разработки, усовершенствования и повторного использования моделей в течение жизненного срока оборудования объекта или установки. С интегрированной статической и динамической средой и удобным для пользователя интерфейсом UniSim® Design помогает инженерам создавать и оптимизировать конструктивные исполнения установки и осуществлять контроль производительности производственного оборудования, обеспечивая таким образом устойчивый режим работы и безопасность установки [12].

Методика расчета метанового числа газа с помощью программы UniSim Design.

Метановое число – показатель, характеризующий детонационную стойкость газообразного топлива. Метановое число аналогично октановому числу для бензина, и равно процентному отношению метана в метано-водородной смеси, которая имеет такую же детонационную стойкость в тестовом двигателе, как и испытуемый газ. Например, если природный газ имеет метановое число 90, это означает, что он имеет такую же детонационную стойкость, как и смесь из 90% метана и 10% водорода. Метановое число 100 соответствует метану (детонационно стойкий). Метановое число 0 соответствует водороду (нестойкий) [13].

На рисунке 3.6 показано метановое число для различных газов, используемых в качестве топлива для газопоршневых двигателей.

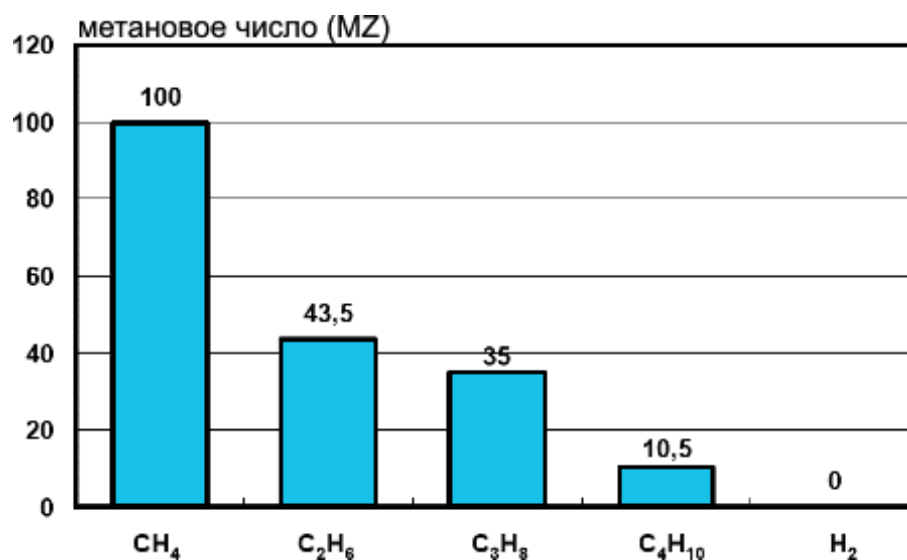


Рисунок 3.6 – Метановое число некоторых газов

Задачей подготовки газа, представляющего собой многокомпонентную смесь, является снижение концентрации тяжелых углеводородов и воды в конечном продукте до необходимого минимума.

Для практических целей значение метанового числа можно вычислить с помощью следующих корреляционных зависимостей, предложенных Американским исследовательским институтом газа:

$$MON = 137,78 * M_{CH_4} + 29,948 * M_{C_2H_6} - 18,193 * M_{C_3H_8} - 167,062 * M_{C_4} + 181,233 * M_{CO_2} + 26,994 * M_N, \quad (3.1)$$

$$MI = 1,624 * MON - 119,1 \quad (3.2)$$

где MON – октановое число газа;

MI – метановое число (индекс);

M_i – мольная доля компонента газа;

M_{C_4+} – суммарный мольная доля «тяжелых» фракций от C₄ и выше.

Анализ выражений (3.1) и (3.2) показывает, что наиболее «весомое» влияние на значение метанового числа газа оказывает наличие в нем «тяжелых» компонентов – от бутана и выше [13].

Операция Электронная таблица (Spreadsheet)

Вводятся данные и формулы в ячейки таблицы и в соответствующих ячейках получается результат расчета.

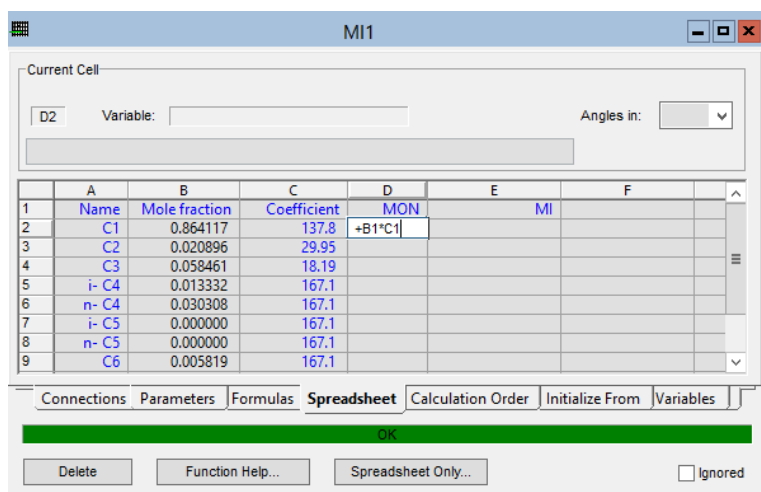


Рисунок 3.7 – Скриншот электронной таблицы для расчета метанового числа нефтяного газа

Порядок работы

- Введите значения корреляционных коэффициентов компонентов из уравнений 3.1 и 3.2 в соответствующий столбец.
- Введите формулы 3.1 и 3.2
- В результате в соответствующей ячейке мы получаем значение метанового индекса газа. Теперь, какие бы поправки мы не вносили в схему, в случае изменения состава газа, значения в соответствующих ячейках электронной таблицы будут скорректированы, а значение метанового индекса будет рассчитано заново.

Для поставленной задачи изучения влияния условий сепарации газа на его метановое число будем менять давление первой ступени сепарации в диапазоне от 0,3 до 0,8 МПа и задаваясь температурой от 10 до 25 °С с шагом 5 °С при каждом значении давления, рассчитываем метановое число газа первой ступени сепарации.

Результаты представим в виде графиков зависимости метанового числа газа первой ступени сепарации от давления и температуры первой ступени сепарации.

4 Анализ технологии подготовки нефти

4.1 Технология подготовки нефти

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

4.2 Управление технологическим процессом

Раздел скрыт, потому что содержит конфиденциальную информацию недропользователя.

4.3 Построение моделирующей схемы установки подготовки нефти

С помощью программы UniSim Design была построена модель установки подготовки нефти Герасимовского месторождения. В модели были использованы актуальные параметры и физико-химические свойства нефти, газа и воды (таблицы 3.2, 3.3, 3.4), тем самым максимально приблизив симуляцию к действительности (рисунок 4.5).

Моделирование работы установки нефти Герасимовского месторождения в программной среде UniSim Design состояло из следующих этапов:

1. Создание списка компонентов (рисунок 4.1)

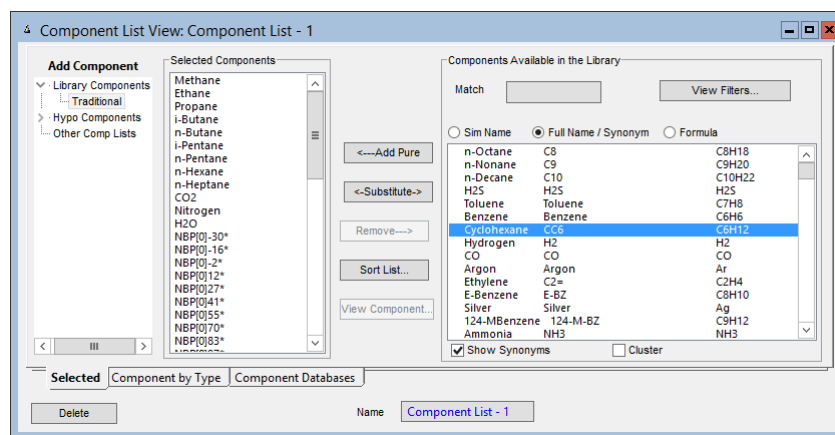


Рисунок 4.1 – Создание списка компонентов

2. Выбор пакета свойств Peng Robinson, объединяющего всю информацию, необходимую для расчета фазового равновесия и физических свойств (рисунок 4.2)

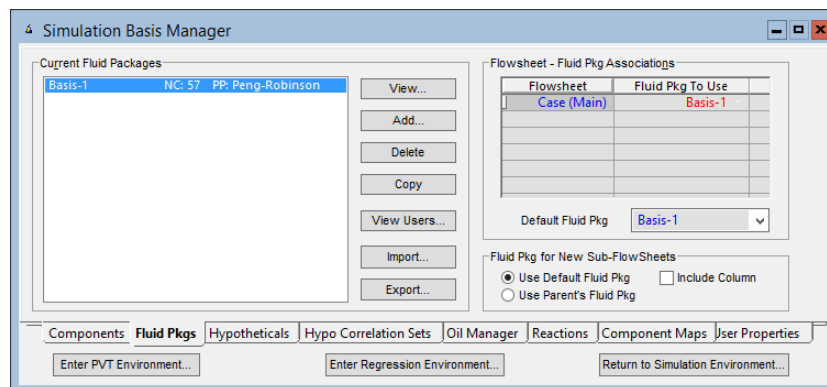


Рисунок 4.2 – Выбор пакета свойств Peng Robinson

3. Создание нефтяного пакета и задание свойств нефти Герасимовского месторождения – разгонка нефти и содержание в ней легких фракций (рисунок 4.3). С помощью нефтяного пакета нефтяная смесь представлена в виде набора отдельных псевдокомпонентов, которые затем можно установить в поток.

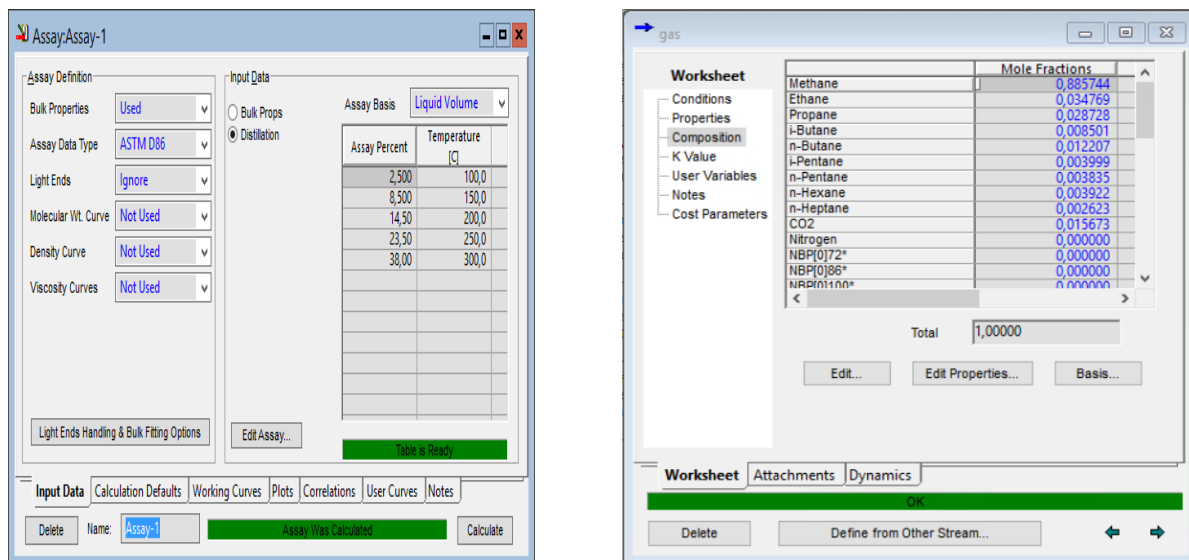


Рисунок 4.3 – Свойства нефти Герасимовского месторождения

4. Инсталляция потока в расчетную среду.

5. Создание трех материальных потоков в расчетной среде (нефть Герасимовского месторождения (grude oil), попутный газ (gas) и вода (water)). Задание таких свойств как, как массовый расход, температура и давление, для автоматического расчета остальных характеристик нефти. Смешение потоков, чтобы получить единый поток emuls, соответствующий реальным условиям (рисунок 4.4).

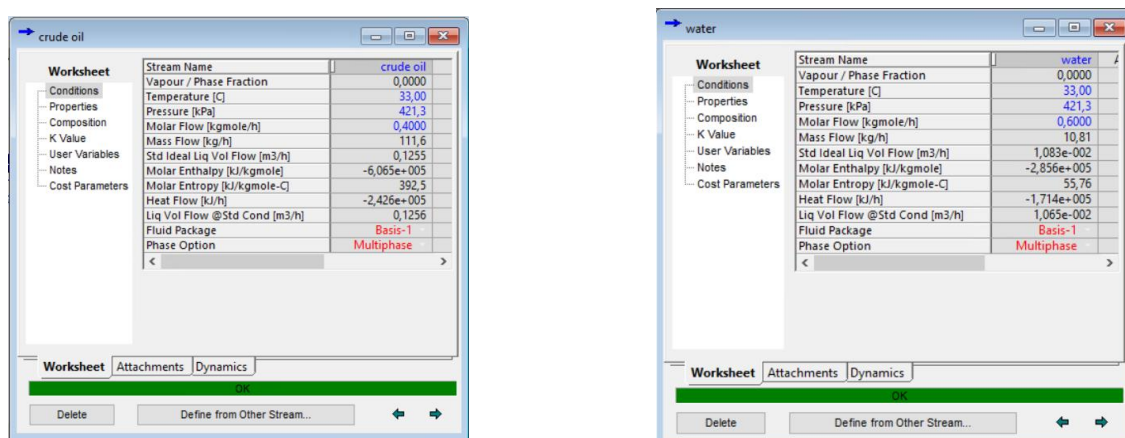


Рисунок 4.4 – Свойства материального потока обводненной нефти Герасимовского месторождения

6. Добавление в схему (V-100), (V-101) ступеней сепарации, подогревателей (E-100), насосной внутренней перекачки нефти (P-100), технологического РВС (V-102).

В результате подготовлена модель УПН, на которой можно провести исследование влияния условий сепарации на состав и свойства отсепарированного газа (рисунок 4.5).

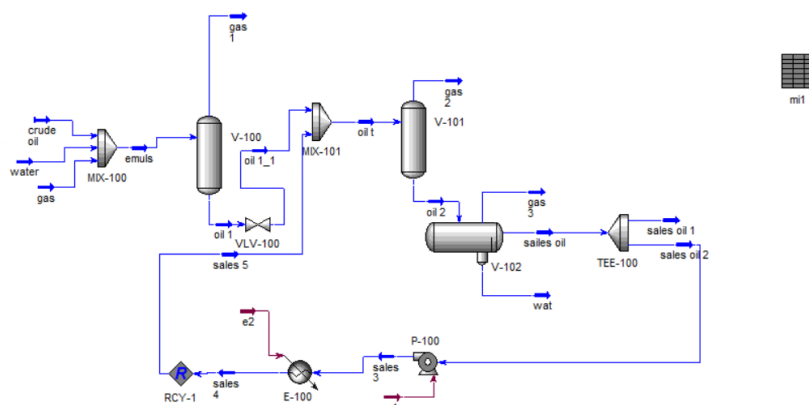


Рисунок 4.5 – Результат моделирования УПН Герасимовского месторождения

Адекватность модели нефти можно подтвердить хорошим совпадением расчетных и экспериментальных данных (рисунки 4.6–4.9).

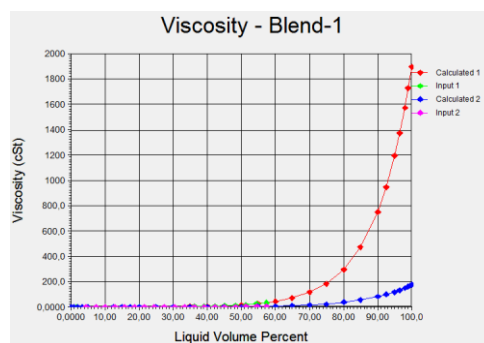
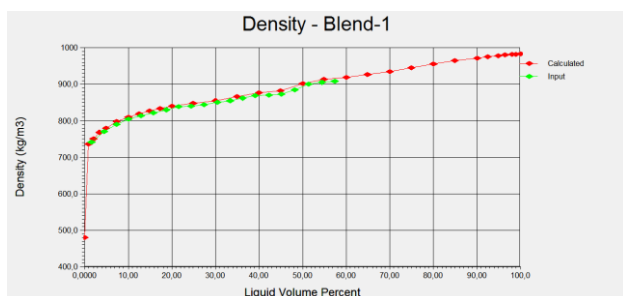
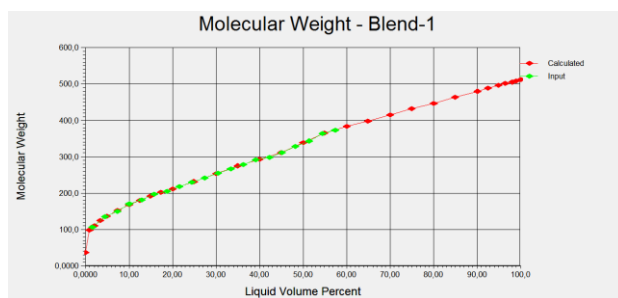
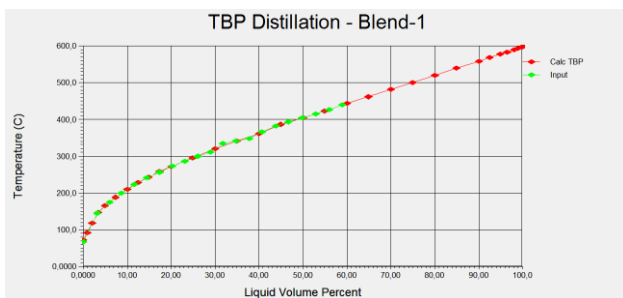


Рисунок 4.6 – Дистилляция смеси, рисунок 4.7 – Молекулярная масса смеси

Рисунок 4.8 – Плотность смеси, рисунок 4.9 – Вязкость смеси

4.4 Расчёт метанового числа нефтяного газа первой ступени сепарации

Далее, в программе с помощью операции «Электронная таблица» рассчитываем метановое число газа первой ступени сепарации в зависимости от условий сепарации. Например, в таблице в ячейке F2 вписана формула 3.1, а в ячейке F15 вписана итоговая формула для расчёта метанового числа (формула 3.2) из решения которой, при рабочих условиях, видно, что метановое число равно 84,53 (рисунок 4.10).

компоненты	моли	коэф	MON		
c1	0.901561	137.8	1.2422e+02		1.2539e+02
c2	0.032503	29.95	0.9734		
	0.000275	-18.19	-0.3952		
c3	0.021721				
	0.004639				
	0.005710				
	0.001192				
	0.000991				
	0.000062				
co2	0.015168	181.2	2.7490		
	0.000000	0.0000	0.0000		
C4+	0.0129	-167.1	-2.1551		
				MI	8.4532e+01

Рисунок 4.10 – Таблица для расчёта метанового числа

Для каждого варианта условий сепарации контролировалось значение ДНП товарной нефти и записывалось в таблицу результатов (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Значения метанового числа и ДНП товарной нефти при разных условиях первой ступени сепарации газа

P, МПа	0,3				0,4				0,5			
T, °C	10	15	20	25	10	15	20	25	10	15	20	25
ДНП, кПа	26,11	24,62	23,34	22,06	37,75	35,99	34,28	32,67	48,86	46,77	44,76	42,81
MN	89,07	88,29	87,43	86,48	90,01	89,28	88,5	87,63	90,75	90,07	89,34	88,54
P, МПа	0,6				0,7				0,8			

Т, °С	10	15	20	25	10	15	20	25	10	15	20	25
ДНП, кПа	53,96	51,71	49,51	47,49	54,98	52,71	50,52	48,34	55,82	53,51	51,24	49,19
MN	91,36	90,72	90,03	89,27	91,88	91,27	90,61	89,89	92,33	91,73	91,1	90,42

5 Анализ влияния условий сепарации газа на качество нефти

По результатам исследования (таблица 4.1) получены зависимости метанового числа отсепарированного газа и ДНП нефти от давления и температуры на первой ступени сепарации (рисунок 5.1, 5.2).

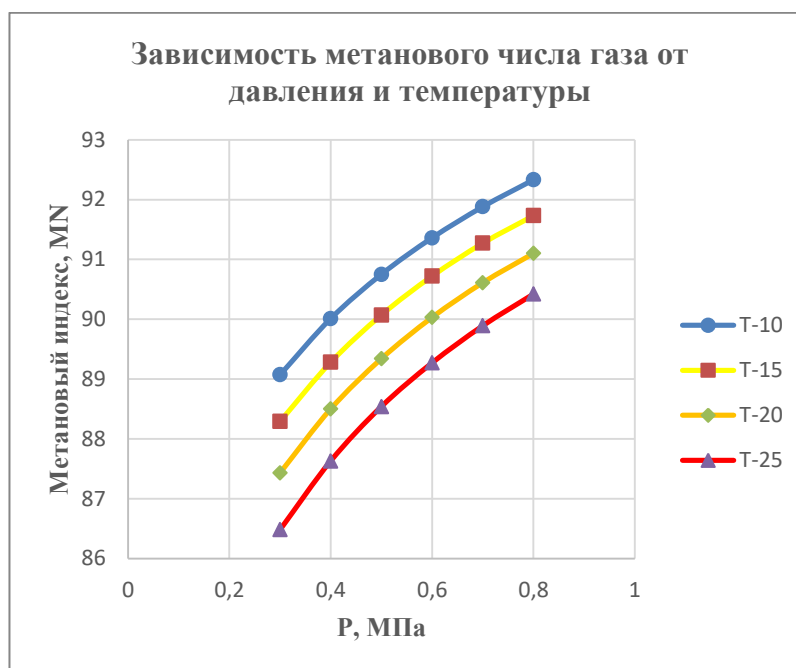


Рисунок 5.1 – Зависимость метанового числа от давления и температуры на первой ступени сепарации

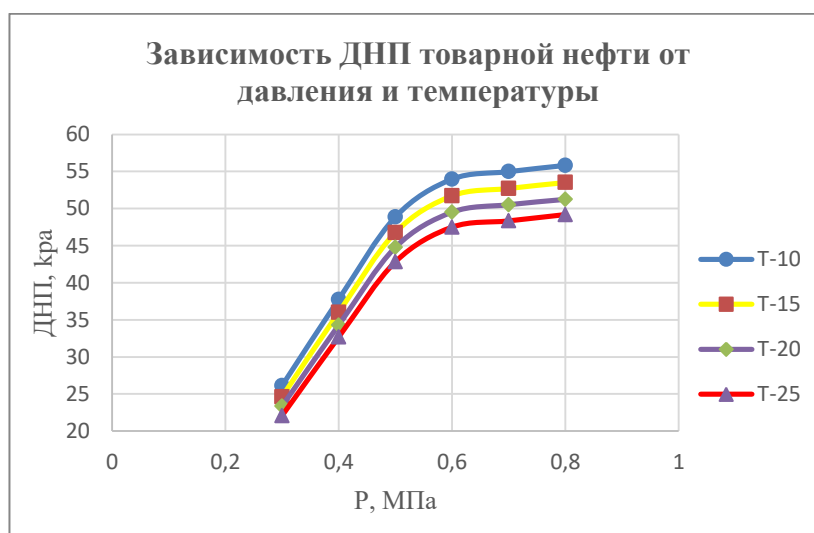


Рисунок 5.2 – Зависимость ДНП товарной нефти от давления и температуры на первой ступени сепарации

Исходя из этих зависимостей можно сделать вывод, что метановое число в большей степени зависит от изменения давления, чем от изменения температуры, так как из-за небольшого прироста давления сепарации следует значительный прирост самого метанового числа. Например, при давлении 0,3 МПа и температуре 25°С метановое число равно 86,48, а при температуре 10°С равен 89,07, тем самым получаем прирост 2,59. Но если рассматривать изменение давления, то получаем при 0,3 МПа и 25 °С метановое число равно 86,48, а при давлении 0,8 МПа и той же температуре метановое число равно 90,42, тем самым разница равна 3,94.

Повышение давления сепарации (от 0,3 до 0,8) при постоянной температуре (например, 10 °С) приводит к изменению состава отсепарированного газа. В нем увеличивается доля метана. Это и приводит к повышению метанового числа газа (таблица 4.1).

Таблица 5.1 – Состав отсепарированного газа первой ступени при разных давлениях сепарации

Компонент	Состав газа при температуре 10 °С, % мольн.			
	0,3 МПа	0,5 МПа	0,6 МПа	0,8 МПа
Метан	0,9201	0,9228	0,9319	0,9370
Этан	0,032	0,0305	0,0298	0,0284
Пропан	0,0191	0,0162	0,0151	0,0133
И-Бутан	0,0034	0,0026	0,0023	0,002
Н-Бутан	0,0039	0,0029	0,0026	0,0021
И-Пентан	0,0006	0,0004	0,0004	0,0003
Н-Пентан	0,0005	0,0003	0,0003	0,0002

Чем выше давление сепарации, тем ниже содержание более тяжелых углеводородов – этан, пропана, бутанов и пентана.

ДНП нефти определяется содержанием в ней растворенных газов и легких углеводородов. Поэтому, чтобы объяснить полученную зависимость (рисунок 5.2), сравним составы товарной нефти, полученной при разных условиях сепарации на первой ступени.

Таблица 5.2 – Состав товарной нефти при разных давлениях первой ступени сепарации.

Компонент	Состав товарной нефти при температуре первой ступени сепарации 10 °С, % мольн.			
	0,3 МПа	0,5 МПа	0,6 МПа	0,8 МПа
CO ₂	0,0006	0,0011	0,0013	0,0015
N ₂	0	0	0	0
Метан	0.0042	0.0126	0.0142	0.0143
Этан	0,0024	0,0041	0,0047	0,0052
Пропан	0,0072	0,0095	0,0103	0,0112
И-Бутан	0,0038	0,0044	0,0046	0,0048
Н-Бутан	0,0063	0,007	0,0072	0,0075

Чем выше давление сепарации, тем выше в нефти содержание газов и легких углеводородов.

Также установлено, что с увеличением метанового числа отсепарированного газа будет расти ДНП товарной нефти (рисунок 5.3).



Рисунок 5.3 – Зависимость ДНП товарной нефти от метанового числа газа первой ступени сепарации

Но даже при максимальном значении ДНП 55,82 кПа, оно не превышает норму для товарной нефти 66,7 кПа, установленную ГОСТом Р 51858-2002.

Таким образом, при изменении условий сепарации для увеличения метанового числа газа, повышения его качества как топлива для ГПЭС, качество подготовленной нефти соответствует требованиям.

Установлено, что при изменении технологических параметров для повышения метанового числа, меняется количество газа первой и второй ступеней сепарации, и также количество товарной нефти. Все данные приведены к стандартным условиям и показаны в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Количество газов сепарации и товарной нефти в зависимости от давления первой ступени сепарации при температуре 33 °С (приведены к НУ)

Давление первой ступени сепарации, МПа	Количество газа первой ступени сепарации, м ³ /ч	Количество газа второй ступени сепарации, м ³ /ч	Количество товарной нефти, м ³ /ч
0,4	6,81	$2,59 \cdot 10^{-2}$	0,140
0,8	6,51	0,105	0,141

Исходя из данных таблицы видно, что изменение параметров для увеличения метанового числа газа первой ступени сепарации, повлияют на увеличение количества товарной нефти без значительного ухудшения ее качества, как было уже отмечено.

Количество газа первой ступени сепарации уменьшится, а количество газа второй ступени сепарации существенно возрастет.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В основной части выпускной квалификационной работы с помощью программы UniSim Design была построена модель установки подготовки нефти Герасимовского месторождения. Результатом моделирования УПН Герасимовского месторождения является точное описание ее работы – установление параметров материальных потоков и работы аппаратов, что в дальнейшем позволяет провести обоснованную модернизацию работы установки подготовки нефти.

Таким образом, для дальнейших расчетов примем следующее:




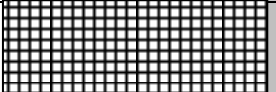

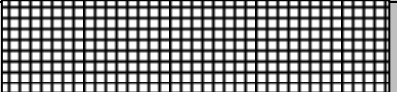

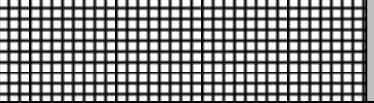

– продукт: установка подготовки нефти.


–целевой рынок: предприятия нефтеперерабатывающей отрасли промышленности.


Современные технические решения, использованные в конструкции установок, позволяют значительно сократить объемы аппаратов и их металлоемкость, совместить в одном модуле несколько технологических процессов и повысить качество подготовки нефти.


Таблица 6.1 – Карта сегментирования рынка [14]

	Вид исследования: установка подготовки нефти (УПН)		
	Расчет параметров работы УПН	Построение модели работы УПН в программе UniSim Design	Модернизация работы УПН

Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			


Фирма А


Фирма Б


Фирма В

Установки подготовки нефти необходимы для проведения предварительного разделения добываемой на скважинах продукции на газ, нефть, пластовую воду с последующей очисткой и замером. Таким образом осуществляется подготовка нефти до значений ГОСТ Р 51858-2002. При этом по степени подготовки нефть разделяют на первую, вторую и третью группы в зависимости от глубины ее очистки.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, проводится систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;

-финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Таблица 6.2 – Оценочная карта для конкурентных технических решений [14]

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		проект	Кон-т 1	Кон-т 2	проект	Кон-т 1	Кон-т 2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда	0.1	5	4	5	0.5	0.4	0.5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.06	5	4	4	0.3	0.24	0.24
3. Коррозиестойчивый	0.05	4	4	3	0.2	0.2	0.15
4. Энергосберегающий	0.1	4	5	3	0.4	0.5	0.3
5. Надежный	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
6. Безопасный	0.1	4	4	4	0.4	0.4	0.4
7. Простота эксплуатации	0.06	4	4	5	0.24	0.24	0.3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.07	4	4	3	0.28	0.28	0.21
2. Уровень проникновения на рынок	0.06	1	4	4	0.06	0.24	0.24
3. Цена	0.1	4	1	3	0.4	0.1	0.3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
Итого	1	45	42	41	4.28	3.8	3.64

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (6.1) [14]$$

где, P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации УПН: рост производительности труда, повышенная надежность, длительный срок эксплуатации.

6.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица 6.3 – Оценочная карта [14]

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное Значения (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценка качества разработки					
1. Повышение производительности труда пользователя	0.07	65	100	0.65	0.0455
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.13	75	100	0.75	0.0975
3. Помехоустойчивость	0.03	50	100	0.5	0.015
4. Энергоэкономичность	0.1	70	100	0.7	0.07
5. Надежность	0.2	100	100	1	0.2
6. Уровень шума	0.04	40	100	0.4	0.016
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
7. Продукт	0.03	70	100	0.7	0.021
8. Уровень проникновения на рынок	0.04	80	100	0.7	0.032
9. Цена	0.06	45	100	0.45	0.027
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	100	100		0.1
Итого:	1	695	100	6.95	0.624

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$П_{ср} = \sum B_i \cdot Б_i \quad (6.2) [14]$$

где $\Pi_{\text{ср}}$ –средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение $\Pi_{\text{ср}}$ - позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя $\Pi_{\text{ср}}$ - получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$\Pi_{\text{ср}} = 62,4$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации УПН – выше среднего.

6.1.4 SWOT-анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT- анализ. SWOT - анализ - это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

- Сильные стороны (Strengths) - преимущества проекта.
- Слабости (Weaknesses) - недостатки проекта.
- Возможности (Opportunities) - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества проекту на рынке.
- Угрозы (Threats) - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение проекта на рынке.

Применение SWOT-анализа позволит систематизировать всю имеющуюся информацию и, видя ясную картину, принимать взвешенные решения, касающиеся дальнейшего развития проекта.

Таблица 6.4 – SWOT-анализ [14]

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Экологичность технологии</p> <p>С2. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С2. Уменьшение затрат на эксплуатацию оборудования</p> <p>С3. Квалифицированный персонал</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Не испытан в работе</p> <p>Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания</p> <p>Сл3. Большие первоначальные вложения</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Сокращение расходов.</p> <p>В2. Качественное обслуживание потребителей</p> <p>В.3 Повышение эффективности работы УПН</p> <p>В.5 В случае принятия рынком выход на большие объемы</p>	<p>1. Исключение поломок оборудования в результате износа оборудования</p> <p>2. Достижение повышения производительности агрегатов</p>	<p>1. Принятие на работу квалифицированного специалиста.</p> <p>2. Переподготовка имеющихся специалистов</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Увеличение срока выхода на рынок при неудовлетворительных результатах испытаний</p> <p>У3.Повышение цен на материалы</p> <p>У4. Противодействие со стороны конкурентов: снижение цен, разработка новой конструкции</p>	<p>1. Продвижение продукции с акцентированием на достоинствах</p> <p>2. Доработка конструкции</p> <p>3. Снижение цен за счет увеличения объемов</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров</p> <p>2. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания</p> <p>3. Выход из строя производственного оборудования</p>

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

При организации научно-исследовательской работы необходимо планировать занятость каждого участника и определить сроки выполнения этапов работ. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), исполнитель (И). Выделенные этапы представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей [14]

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Исполнитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель
Теоретические и расчетные исследования	5	Поиск необходимых технических решений для повышения эффективности работы УПН	Исполнитель
	6	Проведение расчетов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

6.2.2 Определение трудоемкости

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях выполняется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ОЖ}}{K_{ВН}} \cdot K \quad (6.3) [14]$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К}, \quad (6.4) [14]$$

где $T_{РД}$ – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;

$T_{КД}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;

$T_{К}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_{К} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}}, \quad (6.5) [14]$$

где $T_{КАЛ}$ – календарные дни ($T_{КАЛ} = 365$);

$T_{ВД}$ – выходные дни ($T_{ВД} = 104$);

$T_{ПД}$ – праздничные дни ($T_{ПД} = 14$).

$$T_{К} = \frac{365}{365 - 118} = 1.478,$$

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется две оценки: t_{min} и t_{max} (метод двух оценок).

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (6.6) [14]$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел/дн;

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожі}}{ч_i}, \quad (6.7) [14]$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн;

$T_{ожі}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн;

$Ч_i$ - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_k, \quad (6.8) [14]$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;


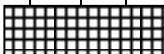







T_k – коэффициент календарности.

Таблица 6.6 – Временные показатели проведения научного исследования [14]

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	T _{pi}	T _{ki}
	t _{mini}		t _{maxi}		t _{ожи}				
	И	Р	И	Р	И	Р		И+Р	И+Р
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	2,81
2	10	3	17	5	12,8	3,8	2	8,3	12,27
3	5	2	7	3	5,8	2,4	2	4,1	6,06
4	2	0	3	0	2,4	0	2	1,2	1,77
5	3	0	5	0	3,8	0	1	3,8	5,62
6	40	0	60	0	48	0	1	48	70,94
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
8	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
9	7	0	10	0	8,2	0	1	8,2	12,12
Итого:	73	10	111	16	88,2	12,4		80,3	118,68

На основании таблицы 6.6 построим диаграмму Ганта (таблица 6.11), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 6.7 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме [14]

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			Янв.		Февр.			Март			Апрель			Май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	34															
																	
Расчет параметров работы УПН	Исполнитель	17															
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель, руководитель	12															
																	
Оформление выводов	Исполнитель, руководитель	10															
																	
Оформление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	21															
																	



-научный руководитель



-исполнитель

6.2.4 Бюджет научно-технического исследования

В состав бюджета выполнения работ по научно-технической работе включает вся себя стоимость всех расходов, необходимых для их выполнения. При формировании бюджета используется группировка затрат по следующим статьям:

- Материальные затраты
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;

- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.2.4.1 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i + N_{\text{рас } xi}, \quad (6.9) [14]$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{рас } xi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Для разработки проекта модернизации необходимы следующие материальные ресурсы: комплектующие для модернизации УПН.

Таблица 6.8 - Материальные затраты [14]

Наименование	Ед. измер.	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (Z _м), тыс.руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Комплектующие для модернизации УПН	шт	1	1	1	650000	730000	850000	650000	730000	850000
Итого:								650000	730000	850000

Расходы в виде бумаги, канцелярских принадлежностей будут далее включены в накладные расходы.

6.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Для разработки проекта необходимы следующие специальное оборудование: компьютер в сборе.

Таблица 6.8 – Специальное оборудование [14]

Наименование	Ед. измер.	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), тыс.руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Компьютер в сборе	шт	1	0	0	32000	0	0	32000	0	0
Итого:								32000	0	0

6.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

По данной статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в разработке проекта модернизации:

$$C_{\text{осн зп}} = \sum t_i \cdot C_{\text{зп}_i}, \quad (6.10) [14]$$

где t_i - затраты труда, необходимые для выполнения i -го вида работ, в рабочих днях;

$C_{\text{зп}_i}$ - среднедневная заработная плата работника, выполняющего i -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$C_{\text{зп}_i} = \frac{D + D \cdot K}{F}, \quad (6.11) [14]$$

где D – месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы);

K - районный коэффициент (для Томска – 30%);

F – количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Таблица 6.9 – Расчет основной заработной платы [14]

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы исследований	Руководитель, студент	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7
3	Разработка и проектирование модернизации	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4
4	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительной записки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
Итого:							146,7	156,6	156,45

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (6.12) [14]$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_{\text{р}} \times Z_{\text{дн}} \quad (6.13) [14]$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot М}{F_{\text{д}}} = \frac{45364,8 \cdot 10,4}{185} = 2130,59 \text{ руб.},$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $М = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $М = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 6.10 – Баланс рабочего времени [14]

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:	66	118
- выходные		
- праздничные		
Потери рабочего времени:	56	28
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 24264 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 47314 \text{ руб.},$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $З_{\text{тс}}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{\text{с1}} = 600$ руб. на тарифный коэффициент $k_{\text{т}}$ и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 24264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 6.11 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
Итого:								68880,15

Таблица 6.12 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	22744,44
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
Итого:								76451,35

Таблица 6.13 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
Итого:								74912,62

6.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (6.14) [14]$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Таблица 6.14 – Дополнительная заработная плата

Исполните ль	Основная заработная плата, руб.			Коэффициен т дополнитель ной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполнит ель 1	Исполнит ель 2	Исполнит ель 3		Исполнит ель 1	Исполнит ель 2	Исполнит ель 3
Руководит ель	20620,36	24744,44	20620,36	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Исполните ль	48259,78	51706,91	54292,25		7238,97	7756,04	8143,84
Итого:					10332,02	11467,70	11236,89

6.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (6.15) [14]$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В 2021 г. в соответствии с Федеральным законом от 27.11.2017 № 361-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов:

ПФР – 0.22 (22%), ФСС

РФ – 0.029 (2,9%),

ФФОМС – 0,051 (5,1%),

Взносы страхование от несчастных случаев (травматизм) – 0,2%.

следовательно, $k_{\text{внеб}} = 0,302$.

Таблица 6.15 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.			Отчисления во внебюджетные фонды		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	20620,4	24744,4	20620,4	3093,1	3711,7	3093,1	7161,4	8593,7	7161,4
Исполнитель	48259,8	51706,9	54292,3	7239,0	7756,0	8143,8	16760,6	17957,8	18855,7
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302								
Итого							23922,1	26551,6	26017,1

6.2.4.6 Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (6.16) [14]$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%.

$$Z_{\text{накл}} (1) = (650000 + 32000 + 20620,36 + 68880,1 + 10332,0 + 23922,1) \cdot 0,16 = 125621,48 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (2) = (730000 + 76451,4 + 11467,7 + 26551,6) \cdot 0,16 = 135115,3 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (3) = (850000 + 74912,6 + 11236,9 + 26017,1) \cdot 0,16 = 153946,6 \text{ руб.}$$

6.2.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 6.16.

Таблица 6.16 – Бюджет затрат на НИР [14]

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	650 000,0	730 000,0	850 000,0
Специальное оборудование	32 000,0	0,0	0,0
Основная заработная плата	68 880,1	76 451,4	74 912,6
Дополнительная заработная плата	10 332,0	11 467,7	11 236,9
Страховые взносы	23 922,1	26 551,6	26 017,1
Накладные расходы	125 621,5	135 115,3	153 946,7
Прочие прямые расходы (лицензия на программное обеспечение Unisim Desing)	17 000,0	17 000,0	17 000,0
Итого:	927 755,7	996 585,9	1 133 113,3

Бюджет затрат НТИ по первому варианту составил 927755,7 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение комплектующих для модернизации УПН

6.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (6.17) [14]$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{927\,755,7}{1\,133\,113,3} = 0.82$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{996\,585,9}{1\,133\,113,3} = 0.88,$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{1\,133\,113,3}{1\,133\,113,3} = 1.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в

размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.18) [14]$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 6.17 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.2	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.2	4	3	2
3. Коррозиестойчивость	0.1	5	3	3
4. Энергосбережение	0.2	4	3	3
5. Надежность	0.1	4	4	4
6. Материалоемкость	0.2	4	4	4
ИТОГО:	1	26	21	19

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,3.$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,5.$$

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,1.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^{тек.проект} = \frac{I_{тек.проект}}{I_{ф}^p} = \frac{4,3}{0,82} = 5.25,$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\phi}^{\text{a1}}} = \frac{3,5}{0,88} = 3,98,$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\phi}^{\text{a2}}} = \frac{3,1}{1} = 3,1.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}_i}$)

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{5,25}{3,1} = 1,69,$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп2}}} = \frac{3,98}{3,1} = 1,28$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп3}}} = \frac{3,1}{3,1} = 1.$$

Таблица 6.18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.82	0.88	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4.3	3.5	3.1
3	Интегральный показатель эффективности	5.25	3.98	3.1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1.69	1.28	1

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ.

7 Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

7.1 Производственная безопасность

7.1.1 Недостаточная освещенность

Согласно СНиП 23-05-95 в здании, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк.

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу,

7.1.2 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 6.1.1 и 6.1.2.

Таблица 7.1 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.1

Таблица 7.2 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основным недостатком - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагрева. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40 м^3 [15]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м^3 , из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°C , а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [16]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [17].

7.1.3 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [18].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты(СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

Применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

7.1.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [15]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [15]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.)[19].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по ГОСТ 54 30013-83) [15]:

- а) до 10 мкВт/см^2 , время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см^2 , время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см^2 , время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППИМ не должен превышать 1 мкВт/см^2 .

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

- 1. защита временем;
- 2. защита расстоянием;
- 3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
- 4. экранирование источника;
- 5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера.

Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

7.1.5 Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [20].

Лаборатория относится к помещению с без повышенной опасностью поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);

- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);

- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

К средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства автоматического отключения;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- устройства дистанционного управления;
- предохранительные устройства;
- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности.

Средства индивидуальной защиты:

- диэлектрические перчатки;
- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками;

указатели напряжений.

7.2 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В – горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под

напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;
2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;
3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);
4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений до взрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 7.1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

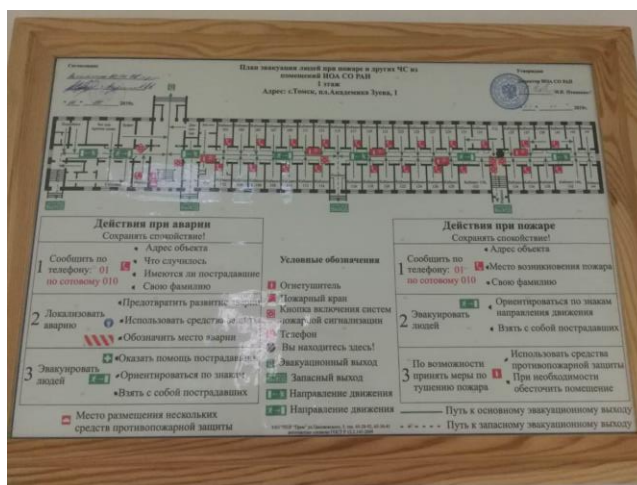


Рисунок 7.1 – План эвакуации

7.3 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть(поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
- металлические части классифицируют (сталь, медь, алюминий), минимизируют по объему, упаковывают, хранят на складе до накопления до 1 транспортной единицы и потом направляют на соответствующий металлургический передел;
- неметаллические части компьютера (пластик) измельчают, также накапливают объем до 1 транспортной единицы и направляют в дорожно-

строительную фирму в качестве пластифицирующей добавки дорожно-строительной смеси;

Измельченные в гранулы остатки компьютеров подвергаются сортировке. Сначала с помощью магнитов извлекаются все железные части. Затем приступают к выделению цветных металлов, которых в ПК значительно больше. Алюминий и медь также отделяют вручную. После измельчения эти металлы разделяют гравитационным способом, упаковывают и направляют на соответствующие металлургические переделы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения

источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения.

В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

При выходе из работы транспорта из-за сильных морозов, предусмотрены отапливаемые гаражи для наладки транспорта, а так же резервный транспорт, что бы работа на производстве не прекратилась.

Также для электрокоммуникаций, в случае ЧС, предусмотрен резерв рабочих машин, которые всегда находятся в рабочем состоянии, что бы работа на производстве не прекратилась.

На установке подготовки нефти Герасимовского месторождения наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной,

пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

Заключение

В ходе работы проведён анализ технологии подготовки нефти и газа на установке подготовки нефти Герасимовского месторождения. Рассмотрены такие вопросы, как факторы, влияющие на процесс сепарации нефти от газа и утилизация попутного нефтяного газа для нужд месторождения – как топлива для газопоршневой электростанции.

Анализ способа повышения качества нефтяного газа как топлива для ГПЭС проведен с помощью моделирующей программы UniSim Design. В программе построена модель установки подготовки нефти, благодаря которой были рассмотрены варианты изменения технологического режима первой ступени сепарации.

Для каждого варианта условий сепарации на первой ступени контролировалось ДНП товарной нефти. Повышение давления сепарации от 0,3 до 0,8 МПа при постоянной температуре приводит к изменению состава отсепарированного газа и нефти. В газе увеличивается доля метана от 0,9201 до 0,9370 % мольн. Это приводит к повышению метанового числа газа. Чем выше давление сепарации, тем выше в нефти содержание газов и легких углеводородов.

Установлено, что с увеличением метанового числа отсепарированного газа будет расти ДНП товарной нефти. При этом даже максимальное значение ДНП (55,82 кПа) соответствует ГОСТу Р 51858-2002 и не превышает значение 66,7 кПа.

Повышение давления на первой ступени сепарации приведет к уменьшению выхода газа первой ступени сепарации на 0,3 м³/ч, увеличению выхода газа второй ступени в четыре раза и некоторому увеличению количества товарной нефти, на 9 м³/год.

Повышение качества газа, как топлива для газопоршневой электростанции является важным фактором для технологической и экономической эффективности эксплуатации месторождения.

В ходе выполнения экономической части работы была доказана эффективность рассматриваемого технического решения, был произведен SWOT-анализ. Рассчитан бюджет НТИ, который равен 927755,7 рублей.

Результаты работы могут быть использованы при выборе технологического режима первой ступени сепарации на Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении.

Список использованных источников

1. Бобрицкий Н.В. Основы нефтяной и газовой промышленности / Н.В. Бобрицкий, В.А. Юфин. – Москва: Издательский центр «Недра» 1988. – 200 с.
2. Сбор и подготовка нефти и газа : учебник / Ю.Д.Земенков, Л.М.Маркова, А.Д.Прохоров, [и др.]; Москва: Издательский центр «Академия», 2009. – 160 с. – ISBN 978-5-7695-6226-6
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважиной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие. – Москва: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006. – 320 с. – ISBN 5-7246-0239-3
4. Добыча нефти по странам мира. – URL: <http://kurs-dollar-euro.ru/dobycha-nefti-v-mire.htm> – Текст : электронный.
5. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах / В.Ф. Медведев. – Москва: Издательский центр «Недра», 1987. – 144 с.
6. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка со второго издания 1979г. – Москва: «Альянс», 2014. – 320 с. – ISBN 978-5-98535-013-4
7. Обзор современных технологий утилизации попутного нефтяного газа / Герасименко Н.А, Герасименко С.А, Фоминых И.А. // Наука и ТЭК. – 2011 – №3 – С.44-48
8. Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций / М.Ю.Тарасов, С.С.Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2009 – №2 – С.46-48
9. Технологический регламент цеха добычи нефти и газа // 2019г. – 96 с.
10. Технологический регламент – Пункт подготовки и сбора нефти // 2019г. – 95 с.

11. Инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов работающих под давлением № ПЗ-03 И-0011 АС-071 // 2019г. – 33 с.
12. UniSim Design.–URL: https://www.honeywellprocess.com/library/marketing/brochures/3064-UniSim%20Design%20Broch_RU_HRNC.pdf. – Текст: электронный.
13. Тарасов М.Ю. Требования к подготовке растворенного газа для питания газопоршневых двигателей / М.Ю.Тарасов, С.С.Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2011 – №1 – С.102-105
14. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно–методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова [и др.]; Томский политехнический университет. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
15. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
16. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
17. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
18. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
19. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
20. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.